



INFORMACIÓN
FINANCIERA
TRIMESTRAL

2023
MARZO

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL 2023 MARZO

CONTENIDO

I.	ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS NO AUDITADOS.....	2
II.	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA	6
2.	INFORMACIÓN FINANCIERA.....	6
2.1.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	6
2.1.1.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO, EFFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS.....	6
2.1.2.	CUENTAS POR COBRAR.....	6
2.1.3.	IMPUESTO SOBRE LA RENTA POR COBRAR, IMPUESTO SOBRE LA RENTA POR PAGAR, IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS.....	6
2.1.4.	GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO.....	6
2.1.5.	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS, NETO.....	6
2.1.6.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	7
2.1.7.	INTANGIBLES Y OTROS ACTIVOS.....	7
2.1.8.	DEUDA FINANCIERA.....	7
2.1.9.	CUENTAS POR PAGAR.....	7
2.1.10.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	7
2.2.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL.....	7
2.2.1.	INGRESOS PROCEDENTES DE CONTRATOS CON CLIENTES.....	7
2.2.2.	COSTOS DE COMBUSTIBLES Y COMPRAS DE ENERGÍA.....	7
2.2.3.	GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL.....	7
2.2.4.	DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN.....	8
2.2.5.	GASTOS FINANCIEROS.....	8
2.2.6.	PÉRDIDA EN CAMBIO DE MONEDA EXTRANJERA, NETA.....	8
2.2.7.	OTROS INGRESOS, NETOS.....	8
2.2.8.	IMPUESTO SOBRE LA RENTA.....	8
2.2.9.	GANANCIA NETA.....	8
2.3.	INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR.....	9
III.	ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO.....	10
3.	ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO POR PAÍS (ELÉCTRICO Y GAS).....	10
3.1.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	10
3.2.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	15
3.3.	ANÁLISIS DEL SECTOR GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	19
IV.	ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS.....	23
V.	OTROS FACTORES IMPORTANTES.....	28

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS NO AUDITADOS

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	31 de marzo de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de marzo de 2022
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	136,957,136	136,706,405	126,003,580
Efectivo restringido	17,866,852	16,070,869	15,102,458
Inversiones a corto plazo	269,930	260,999	254,517
Activos financieros derivados	226,211	1,378,719	769,241
Cuentas por cobrar comerciales y otras	123,575,656	120,062,046	150,044,903
Inventarios	59,160,400	58,313,011	61,650,306
In puesto sobre la renta por cobrar	5,058,234	-	14,614,387
Gastos pagados por anticipado	20,585,107	9,834,014	11,927,455
Total activos corrientes	363,699,526	342,626,063	367,213,847
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos, neto	954,088,548	909,990,911	751,129,925
Activos por derecho de uso	32,642,342	33,009,535	37,924,713
Intangibles y otros activos	91,363,780	80,523,964	96,995,816
Total activos no corrientes	1,078,094,670	1,023,524,410	886,050,454
Total Activos	1,441,794,196	1,366,150,473	1,253,264,301
Pasivos y Patrimonio			
Pasivos corrientes			
Deuda financiera	111,468,673	80,619,486	85,636,925
Cuentas por pagar	197,058,160	184,193,182	165,517,043
In puesto sobre la renta por pagar	21,661,845	14,884,376	11,494,555
Pasivos por mandamientos	6,274,332	6,257,109	5,796,919
Otros pasivos	2,703,346	4,729,384	1,845,908
Total pasivos corrientes	339,166,356	290,683,537	270,291,350
Pasivos no corrientes			
Deuda financiera	594,311,639	584,754,810	486,134,641
Pasivos por in puestos diferidos	76,385,425	76,246,559	80,660,103
Pasivos por mandamientos	36,198,881	37,247,690	37,124,080
Otros pasivos	12,934,639	12,378,653	13,718,761
Total pasivos no corrientes	719,830,584	710,627,712	617,637,585
Total pasivos	1,058,996,940	1,001,311,249	887,928,935
Patrimonio			
Capital social	144,500,000	144,500,000	144,500,000
Ganancias retenidas	97,679,617	91,123,537	52,883,758
Otro resultado integral	(28,088,659)	(3,601,376)	2,257,472
Total patrimonio de accionistas	214,090,958	202,022,161	199,641,230
Intérsm minoritario	168,706,298	162,817,063	165,694,136
Total patrimonio	382,797,256	364,839,224	365,335,366
Total Pasivos y Patrimonio	1,441,794,196	1,366,150,473	1,253,264,301

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias
 Estado Condensado Consolidado del Resultado Integral
 No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Período de tres meses terminado el 31 de marzo de	
	2023	2022
Ingresos procedentes de contratos con clientes	164,183,675	151,689,739
Costos de combustibles y compras de energía	(90,339,336)	(84,495,801)
Gastos operativos y generales	(19,427,520)	(17,737,613)
Gastos de personal	(6,254,458)	(5,563,950)
Depreciación y amortización	(12,958,486)	(14,075,943)
Pérdida) ganancia en cambio de moneda extranjera, neta	(1,216,208)	78,253
Otros ingresos, netos	139,445	59,883
Ganancia en operaciones	34,127,112	29,954,568
Gastos financieros, netos	(12,775,291)	(10,154,720)
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	21,351,821	19,799,848
Impuesto sobre la renta	(8,906,506)	(4,016,950)
Ganancia neta	12,445,315	15,782,898
Atribuible a los accionistas de Haina Investment Co., Ltd.	6,556,080	9,587,547
Atribuible al interés minoritario	5,889,235	6,195,351
Otro resultado integral, neto de impuestos:		
Partidas que posteriormente podrán ser reclassificadas a estado de resultados		
Ajuste por conversión de moneda	5,512,717	8,985,696
Resultado integral	17,958,032	24,768,594
Atribuible a los accionistas de Haina Investment Co., Ltd.	12,068,797	18,573,243
Atribuible al interés minoritario	5,889,235	6,195,351

	Período de tres meses terminado el 31 de marzo de	
	2023	2022
Ganancias por acción básicas y diluidas (en centavos de USD)	0.05	0.07

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias
 Estado Condensado Consolidado de Cambios en el Patrimonio
 No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Capital social	Otro resultado integral	Ganancias retenidas	Patrimonio de accionistas	Interés minoritario	Total patrimonio
Saldo al 1 de enero de 2022	144,500,000	6,728,224	43,296,211	181,067,987	159,498,785	340,566,772
Ganancia neta	-	-	47,827,326	47,827,326	25,838,094	73,665,420
Dividendos declarados	-	-	-	-	(22,500,000)	(22,500,000)
Ajuste por conversión de moneda	-	(6,853,336)	-	(6,853,336)	-	(6,853,336)
Pérdida actuarial	-	(9,816)	-	(9,816)	(9,816)	(9,632)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	144,500,000	(3,601,376)	91,123,537	202,022,161	162,817,063	364,839,224
Ganancia neta	-	-	6,556,080	6,556,080	5,889,235	12,445,315
Ajuste por conversión de moneda	-	5,512,717	-	5,512,717	-	5,512,717
Saldo al 31 de marzo de 2023	144,500,000	(28,088,659)	97,679,617	214,090,958	168,706,298	382,797,256

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias
 Estado Condensado Consolidado de Flujos de Efectivo
 No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Período de tres meses terminado el 31 de marzo de	
	2023	2022
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	21,351,821	19,799,848
Ajustes para conciliar la ganancia antes de impuesto sobre la renta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación		
Depreciación y amortización	12,958,486	14,072,450
Ventas y bajas de propiedad, planta y equipos	-	(67,076)
Gastos financieros, netos	12,775,291	9,408,884
Ganancia en cambio no realizada, neta	40,790	206,639
Amendamientos de bajo valor y corto plazo	-	6,540
Otros ajustes no monetarios	680,438	-
Cambios en activos y pasivos		
Cuentas por cobrar comerciales y otras	22,801	(1,333,654)
Inventarios	(879,801)	(8,332,185)
Gastos pagados por anticipado	(1,677,764)	(6,640,884)
Otros activos	(8,081,526)	(1,000)
Cuentas por pagar	6,863,886	31,803,565
Otros pasivos	(2,054,107)	(4,833,487)
Efectivo provisto por las actividades de operación	37,000,315	51,579,640
Intereses cobrados	14,64,983	779,890
Intereses pagados	(2,173,793)	(4,505,324)
Impuestos pagados	(8,369,667)	(60,839)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	32,921,838	50,793,367
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Adiciones de propiedad, planta y equipos	(67,811,119)	(2,418,742)
Efectivo recibido por la venta de propiedad, planta y equipos	-	81,542
Pagos para la adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(8,839,423)	-
Adiciones de intangibles	(175,167)	(896,669)
Inversiones de corto plazo	(6,859)	(2,614)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(67,831,568)	(2,736,483)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Fondos obtenidos de deuda	56,029,174	40,000,000
Pagos de deuda	(8,552,124)	(2,841,475)
Pagos por amendamientos	(132,968)	(170,270)
Pagos de costos de emisión de deuda	(4,125)	(28,767)
Dividendos pagados a minoritarios	(479)	(727)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	37,339,478	16,858,761
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	2,429,748	54,915,645
Efecto de variaciones en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	(883,034)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al inicio del período	152,777,274	86,190,393
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al final del período	154,823,988	141,106,038

II. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

HAINA INVESTMENT CO., LTD. (Registro SIVEV-069) Estados Financieros Consolidados No Auditados al 31 de marzo de 2023

La presente evaluación tiene como objeto exponer la condición financiera de Haina Investment Company, Ltd. (“HIC” o “la Compañía”), el sector donde desarrolla sus actividades económicas, entre otros factores descritos en la presente que son de interés para el inversionista, siendo su responsabilidad cualquier decisión de inversión que tome.

2. INFORMACIÓN FINANCIERA

El presente análisis se realiza con relación a las variaciones mayores o iguales a un 5 % sobre los estados financieros consolidados no auditados al 31 de marzo de 2023 en comparación con los estados financieros consolidados no auditados al 31 de marzo de 2022:

2.1. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de marzo de 2023 y 2022

2.1.1. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, EFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS

El Efectivo y Equivalentes de Efectivo, Efectivo Restringido, Inversiones a Corto Plazo y Activos Financieros Derivados alcanzaron USD 155.3 millones representando un incremento de 9% en comparación al mismo período cerrado al 31 de marzo del 2022 debido a un incremento en el efectivo y equivalentes y el efectivo restringido.

2.1.2. CUENTAS POR COBRAR

Las Cuentas por Cobrar alcanzaron USD 123.6 millones, representando una disminución de 18 % en comparación al 31 de marzo de 2022 debido principalmente a un incremento de cobros a clientes.

2.1.3. IMPUESTO SOBRE LA RENTA POR COBRAR, IMPUESTO SOBRE LA RENTA POR PAGAR, IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS

La Compañía mantiene una posición neta pasiva de impuesto sobre la renta corriente y diferido de USD 93.6 millones, representando un aumento de un 4% en comparación con el mismo periodo anterior. Este efecto es el resultado neto de la estimación del impuesto a liquidar al final del período fiscal 2023 (con un aumento en la ganancia neta imponible) y el total de anticipos ingresados a las autoridades fiscales de las jurisdicciones en las cuales tributa de forma directa o a través de sus subsidiarias.

2.1.4. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Los Gastos Pagados por Anticipado ascendieron a USD 20.6 millones, representando un aumento de 73 % en comparación al 31 de marzo de 2022. El aumento obedeció principalmente a un mayor valor del prepago de gas natural según el contrato de abastecimiento de este combustible.

2.1.5. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS, NETO

Propiedad, Planta y Equipos, Neto ascendió a USD 954.1 millones, representando un aumento de 27 % en comparación el periodo al 31 de marzo de 2022. El aumento obedeció principalmente a los activos en proceso de construcción en la República Dominicana; estos aumentos fueron parcialmente compensados por la depreciación de los activos fijos del período y la devaluación del peso colombiano frente al dólar.

2.1.6. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Los Activos por Derecho de Uso ascendieron a USD 32.6 millones representando una disminución de 14 % con relación al mismo periodo anterior. La disminución obedeció principalmente a la amortización anual de los activos arrendados y la devaluación del peso colombiano frente al dólar.

2.1.7. INTANGIBLES Y OTROS ACTIVOS

Los Intangibles y Otros Activos ascendieron a USD 91.4 millones lo que representa una disminución de 6 % con relación al 31 de marzo de 2022. La disminución obedeció principalmente a la amortización anual de intangibles y otros activos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar.

2.1.8. DEUDA FINANCIERA

La Deuda Financiera ascendió a USD 705.8 millones, aumentando un 23% con relación al 31 de marzo de 2022. El aumento en la deuda financiera obedeció principalmente a la colocación de la tercera y cuarta emisión de valores verde por parte del Fideicomiso de Oferta Pública Larimar I en el mercado de valores dominicano y el financiamiento de nuevos negocios en República Dominicana.

2.1.9. CUENTAS POR PAGAR

Cuentas por Pagar alcanzaron USD 197.1 millones, representando un aumento de 19% con relación al 31 de marzo de 2022. El aumento obedeció principalmente al incremento de las cuentas por pagar de combustibles y pasivos relativos a proyectos en construcción.

2.1.10. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Los Pasivos por Arrendamientos alcanzaron a USD 42.5 millones, lo cual representa una disminución de 1 % con relación al mismo periodo del año anterior. La disminución obedeció principalmente a los pagos de arrendamientos programados del período.

2.2. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL

Por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2023 y 2022

2.2.1. INGRESOS PROCEDENTES DE CONTRATOS CON CLIENTES

Los Ingresos Procedentes de Contratos con Clientes alcanzaron USD 164.2 millones, representando un aumento de 8 % comparado con el mismo período del año anterior, principalmente debido al incremento de las ventas de energía en el mercado Spot, parcialmente mitigadas por la reducción de ventas de energía por contratos, y el incremento de las ventas de combustibles.

2.2.2. COSTOS DE COMBUSTIBLES Y COMPRAS DE ENERGÍA

Los Costos de Combustibles y Compra de Energía ascendieron a USD 90.3 millones, lo cual representa un aumento de 7 % con relación al mismo período del año anterior. Este aumento se debe principalmente al aumento en los precios de combustibles, los costos provenientes de las subsidiarias adquiridas en Colombia y el incremento de la compra de energía en el mercado spot; estos efectos fueron parcialmente compensados por el incremento de los precios en el spot debido a las condiciones de mercado.

2.2.3. GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos Operativos y Generales, y Gastos de Personal alcanzaron USD 25.7 millones, representando un aumento de 9 % con relación al mismo período del año anterior, debido principalmente a:

- Mayores gastos operativos por cambios en los ciclos de mantenimiento de las plantas en República Dominicana.

- Mayores gastos de investigación y desarrollo de nuevos negocios y proyectos tecnológicos.
- Los gastos operativos y generales provenientes de las subsidiarias adquiridas en Colombia.
- El aumento en el gasto de seguros por cambios en los precios y las coberturas.

2.2.4. DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

Los gastos de Depreciación y Amortización ascendieron a USD 12.9 millones, disminuyendo en un 8 % en comparación con el mismo período del año anterior como resultado de las nuevas subsidiarias en Colombia y la conclusión de proyectos de generación en República Dominicana.

2.2.5. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros netos ascendieron a USD12.7 millones, aumentando en un 26 % en comparación con el mismo período del año anterior, debido mayormente al incremento de la deuda.

2.2.6. PÉRDIDA EN CAMBIO DE MONEDA EXTRANJERA, NETA

La Pérdida en Cambio de Moneda Extranjera, Neta ascendió a USD 1.2 millones, aumentando en un 1,654 % con relación al mismo período del año anterior. El efecto neto de la variación en cambio de moneda extranjera se debió principalmente al cambio en la exposición frente al peso dominicano y a las fluctuaciones de esta moneda frente al dólar.

2.2.7. OTROS INGRESOS, NETOS

Otros Ingresos, netos ascendieron a USD 0.1 millones, aumentando en un 133 % en comparación con el mismo período del año anterior.

2.2.8. IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El Impuesto sobre la Renta ascendió a USD 8.9 millones, representando un aumento de 122 % con relación al mismo período del año anterior debido principalmente a los impuestos provenientes de las subsidiarias adquiridas en Colombia y a un aumento en la ganancia neta imponible de las subsidiarias en República Dominicana.

2.2.9. GANANCIA NETA

La Ganancia Neta ascendió a USD 12.4 millones, representando una disminución de 21 % con relación al mismo período del año anterior. La variación se debe a los indicadores de resultados descritos anteriormente en sus componentes.

2.3. INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR

	Unidad de medida*	Período de tres meses terminado el 31 de marzo de	
		2023	2022
Indicadores de Liquidez			
Indicador de Liquidez Corriente	Ratío	1.1	1.2
Prueba Ácida	Ratío	0.9	1.0
Capital de Trabajo Neto	USD	24.5	51.9
Indicadores de Endeudamiento			
Razón de Endeudamiento	Ratío	0.7	0.7
Total Pasivos / Total Patrimonio	Ratío	2.8	2.7
Deuda Financiera / Total Pasivos	%	67%	66%
Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	84%	88%
Proporción de Deuda a Corto Plazo / Deuda Total	%	16%	12%
Cobertura de Gastos Financieros	Ratío	2.4	2.6
Indicadores de Actividad			
Días de Inventario	Días	48.2	50.8
Días de Cuentas por Cobrar	Días	67.7	83.8
Días de Cuentas por Pagar	Días	158.5	113.8
Rotación de Inventario	Días	7.5	7.1
Rotación de Cuentas por Cobrar	Días	5.4	4.4
Rotación de Cuentas por Pagar	Días	2.3	3.2
Indicadores Financieros			
EBITDA	USD	48.2	43.9
Flujo de Caja Libre	USD	(25.1)	38.1
Indicadores de Rentabilidad			
Rentabilidad Patrimonio de Accionistas	%	3%	5%
Rentabilidad de la Inversión del Activo	%	1%	1%
Utilidad por Acción	USD centavos	0.0	0.1
Rendimiento de Activos Operacionales	%	1%	2%

*Unidad de medida "atb" indica número de veces (x) de la razón.

III. ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO

3. ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO POR PAÍS (ELÉCTRICO Y GAS)

3.1. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

Historia

En 1997, la República Dominicana comenzó a reformar y privatizar su industria eléctrica, creando segmentos de generación térmica e hidroeléctrica, transmisión y distribución. Esta reforma y privatización se implementó principalmente para tratar los graves problemas en el subsector eléctrico dominicano, como eran: el déficit crónico de capacidad efectiva, deficiente calidad del servicio, interferencia política, deficiente administración de los servicios públicos de electricidad, tarifas insuficientes y falta de inversión de capital en el sector eléctrico público. El proceso de reforma y privatización se formalizó el 24 de junio del 1997 con la promulgación de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública.

Antes de iniciarse la privatización y reforma, todos los activos de distribución, transmisión y generación de electricidad interconectada eran propiedad de la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) que, de conformidad con la legislación dominicana, era el único ente autorizado para operar en el sector eléctrico. A mediados de los años 1990, la CDE suscribió varios PPA con productores independientes de energía (IPP), efectivamente transfiriendo el control de parte de la capacidad generadora del país a empresas privadas. Durante este período, el sector era regulado por una serie de resoluciones administrativas emitidas por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, actualmente Ministerio de Industria y Comercio.

En 1999, como parte del proceso de reorganización y privatización, la CDE fue reestructurada en ocho (8) compañías:

- CDE, compañía matriz, que en lo adelante sería la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE);
- dos compañías de generación térmica; EGE Haina y Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A., o “EGE Itabo”;
- tres (3) compañías distribuidoras; EDE Norte, EDE Sur, y EDE Este;
- una compañía hidroeléctrica, Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, S.A.; y
- una compañía de transmisión, ETED.

Luego de esta reestructuración, las dos (2) compañías de generación térmica y las tres (3) compañías distribuidoras fueron privatizadas a través de la emisión y venta de un 50 % de la participación propietaria de cada una de estas compañías a inversionistas privados, lo que se denominó el “proceso de capitalización”. En el proceso de capitalización, se invitó a los inversionistas privados a licitar por una participación del 50 % en cada una de las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras. El gobierno dominicano retuvo una participación del 50 % en las dos compañías de generación térmica y una participación de aproximadamente el 49 % en las compañías distribuidoras, mientras que aproximadamente un 1 % de la participación en las compañías distribuidoras fue transferido a los empleados de las compañías distribuidoras al momento de la privatización.

Como resultado del proceso de capitalización:

- un 50 % de la participación en EGE Haina lo adquirió HIC;
- un 50 % de la participación en EGE Itabo lo adquirió AES Gener (hoy AES Andes) y la Coastal Power Company;
- un 50 % de la participación en EDE Este lo adquirió una afiliada de AES Corporation; y
- un 50 % de la participación en cada una de las distribuidoras, EDE Norte y EDE Sur, lo adquirió Unión Fenosa, hoy conocida como Naturgy Energy Group;

El proceso de capitalización resultó en la inversión de más de mil millones de dólares los Estados Unidos de América (+USD 1,000,000,000) en el sector eléctrico desde el período 1999 a 2005. De conformidad con la Ley de Reforma, la mayor parte del efectivo recibido por las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras debía usarse para reconstruir y mejorar los activos de estas compañías.

Organización del Sector Eléctrico

Generalidades

El sector eléctrico en la República Dominicana está compuesto por empresas de generación, autogeneradoras y cogeneradoras, empresas distribuidoras, usuarios no regulados y, una empresa de transmisión, las cuales conforman el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Adicionalmente, existen autogeneradores y sistemas eléctricos aislados que no se encuentran interconectados al SENI.

En la República Dominicana, en algunas zonas donde la interconexión con el SENI ha demostrado no ser económicamente factible, la energía eléctrica es abastecida por empresas operadoras de sistemas eléctricos, o por la concesionaria de distribución a través de contratos con empresas con generadores instalados en dichas zonas. La empresa CEPM, que se dedica a las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad a través de un sistema aislado en la región de Punta Cana-Bávaro y Bayahibe, es un ejemplo del primer caso, mientras que EGE Haina, que desde su planta de Pedernales suplente energía a la compañía distribuidora que da servicio al sistema aislado de la provincia de Pedernales, es un ejemplo del segundo caso.

Distribución

Existen cinco (5) empresas distribuidoras en la República Dominicana que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, SENI: EDE Este, EDE Norte, EDE Sur, El Progreso del Limón, S.R.L. (o "EPDL") y Compañía de Luz y Fuerza de las Terrenas (o "CLFLT"). Durante 2022, estas empresas distribuyeron aproximadamente el 85.5 % de la energía demandada en República Dominicana.

Cada una de EDE Este, EDE Norte y EDE Sur se incorporaron en la República Dominicana y en 1999 se les otorgaron concesiones de distribución de electricidad por un período de 40 años en las regiones este, norte y sur de la República Dominicana, respectivamente. Actualmente, estas tres (3) empresas son de propiedad y operación estatal.

CLFLT se constituyó inicialmente en 1992 con una concesión para operar como sistema aislado, abasteciendo energía a las regiones de Samaná que no eran atendidas por la CDE. Sin embargo, el 6 de agosto de 2015, el sistema de distribución de CLFLT se conectó con el SENI y se convirtió en un nuevo agente dentro del mercado mayorista de electricidad del país.

EPDL obtuvo una concesión de distribución de energía eléctrica en el municipio de El Limón, Provincia de Samaná, el 12 de abril de 2012. Sin embargo, debido a hechos que afectaron sustancialmente el suministro de energía eléctrica en las zonas atendidas por EPDL, durante 2018 la Superintendencia de Electricidad, ordenó la interconexión provisional de EPDL al SENI y el establecimiento de precios regulados de electricidad para los usuarios regulados atendidos por EPDL. Desde entonces, EPDL se ha convertido en un agente de distribución en el mercado mayorista de electricidad y no se espera que vuelva a operar como un sistema aislado.

Las siguientes tablas, elaboradas con información recabada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), establecen el número de clientes atendidos y la energía facturada por cada uno de EDE Norte, EDE Sur y EDE Este por los plazos allí señalados:

Número de clientes facturados

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jan-23
EDE Norte	909,605	965,756	1,020,912	1,073,399	1,136,081	1,185,318	1,198,741
EDE Sur	636,682	728,926	834,382	864,867	885,029	907,865	924,269
EDE Este	646,376	657,065	670,428	681,375	692,557	716,354	727,374
Total	2,192,663	2,351,747	2,525,722	2,619,641	2,713,668	2,809,536	2,850,384

Energía Facturada (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jan-23
EDE Norte	3,036	3,256	3,525	3,589	3,895	4,016	312
EDE Sur	3,679	3,847	4,290	4,156	4,298	4,365	341
EDE Este	2,929	3,137	3,245	2,739	2,994	3,083	236
Total	9,644	10,240	11,059	10,484	11,186	11,464	889

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Informe de Desempeño – Enero 2023

Transmisión

La red de transmisión del SENI es propiedad y está operada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana. La red está formada por aproximadamente 5,515.5 kilómetros de líneas operando a 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV, y con subestaciones transformadoras y de conexión.

La red de 138 kV, que forma parte de la red de alta tensión es la red troncal del sistema de transmisión dominicano, y tiene una longitud aproximada de 3,118.6 km. La red de 345 kV tiene una longitud aproximada de 435.7 km. La línea de transmisión de 230 kV tiene una longitud aproximada de 275 km y es propiedad de Pueblo Viejo Dominican Corporation, o PVDC, y operada por EGE Haina. Además, el sistema eléctrico dominicano cuenta con una red de transmisión de 69 kV con una longitud aproximada de 1,678 km conectada a la red de transmisión principal mediante subestaciones transformadoras.

Si una empresa generadora de electricidad construye líneas de transmisión para la interconexión de sus facilidades al SENI, estará obligada, de conformidad con las leyes dominicanas, a transferir dichas líneas a la empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana a través de un acuerdo de financiamiento reembolsable, a ser negociado entre las partes.

Generación

La capacidad de un generador se mide en términos de capacidad instalada. La tabla siguiente muestra la capacidad instalada de las empresas de generación en República Dominicana al 30 de marzo de 2023 en orden alfabético:

Empresa	Capacidad Total (MW)	% Capacidad Instalada
AES Andrés	319	5.72%
AES Renewables Energy SR	108	1.94%
Agua Clara	55	0.99%
CDEEE	782	14.02%
CESPM	300	5.38%
DPP	359.3	6.44%
EGEHID	617.99	11.08%
Electronic JRC	30	0.54%
Emerald Energy	32.6	0.58%
GPLV	194.5	3.49%
Grupo Eólico Dominicano	34	0.61%

Empresa	Capacidad Total (MW)	% Capacidad Instalada
EGE Haina	860	15.41%
ITABO	294	5.27%
LAESA	111	1.99%
Lear Investment	100.1	1.79%
Los Orígenes	60.61	1.09%
Complejo Metalúrgico	42	0.75%
Monte Rio	39.4	0.71%
Montecristi Solar	57.96	1.04%
PECASA	50	0.90%
Poseidón	98.3	1.76%
PVDC	225.23	4.04%
San Felipe	185	3.32%
San Pedro Bio Energy	30	0.54%
Seaboard	258	4.62%
WCG Energy	66.9	1.20%
CEPM	8.25	0.15%
SIBA ENERGY	210	3.76%
KOROR BUSINES	50	0.90%
Total	5,578.90	100%

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana, elaboración propia.

El Mercado Eléctrico Dominicano

Demanda

La siguiente indica la demanda por año y la tasa anual de crecimiento de la energía y la capacidad pico a través del SENI para el período 2002 – 2022.

Año	DEMANDA		TASA DE CRECIMIENTO	
	Energía (GWh)	Capacidad (MW)	Energía (%)	Capacidad (%)
2002	10,231	1,551		
2003	10,385	1,688	1.5 %	8.8 %
2004	8,723	1,638	-16.0 %	-3.0 %
2005	9,711	1,634	11.3 %	-0.2 %
2006	10,593	1,703	9.1 %	4.2 %
2007	11,030	1,719	4.1 %	0.9 %
2008	11,392	1,670	3.3 %	-2.9 %
2009	11,178	1,685	-1.9 %	0.9 %
2010	12,012	1,745	7.5 %	3.6 %
2011	12,478	1,821	3.9 %	4.4 %
2012	13,356	1,995	7.0 %	9.6 %
2013	13,851	2,084	3.7 %	4.5 %
2014	13,464	1,897	-2.8 %	-9.0 %
2015	14,177	2,002	5.3 %	5.5 %
2016	14,893	2,160	5.1 %	7.9 %
2017	15,282	2,219	2.6 %	2.7 %
2018	15,702	2,219	2.7 %	0.0 %
2019	17,412	2,437	10.9 %	9.8 %
2020	17,663	2,576	1.4 %	5.7 %
2021	19,431	2,757	10.0 %	7.5 %
2022	19,800	2,901	1.9%	5.2%

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana, elaboración propia

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de energía fue de un 4.3 % durante el período de 2011 a 2022. Sin embargo, para el año 2022, la demanda de electricidad experimentó incremento de solo 1.9%.

Oferta

Al 30 de marzo de 2023, la capacidad instalada del SENI era de 5,578.9 MW. La generación de electricidad en República Dominicana depende en gran medida de la generación térmica, que al 31 de diciembre de 2022 representó el 82.5 % de la producción total de energía, siendo el 17.5 % restante producción hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica. La tabla debajo muestra la capacidad instalada en República Dominicana por tecnología (excluyendo sistemas aislados) al 30 de marzo de 2023.

Combustible	Capacidad Instalada	
	MW	%
Ciclo Combinado	1,163.25	22.93%
Eólica	420.55	7.31%
Hidroeléctrica	617.99	12.29%
Motor Combustión Interna	1,199.89	25.35%
Turbina de Gas	494	2.64%
Turbina de Vapor	1,156.86	22.16%
Solar	526.36	7.32%
Total	5,578.90	100.00%

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana, elaboración propia

3.2. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Historia

Los inicios de la prestación de servicios eléctricos en Colombia remontan a finales del siglo XIX, con la instalación de lámparas en las calles de Bogotá. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

En 1946, con el objetivo de impulsar la electrificación dentro del país, se constituyó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas); el cual posteriormente se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), entidad que tiene como objeto ejecutar las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico.

A inicios de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad reveló resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera; lo que dio paso entre 1991 y 1992 a un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país. Dado lo anterior, a partir de la promulgación de la Constitución Nacional de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios.

En 1992, se constituye el Ministerio de Minas y Energía; y tres (3) entidades administrativas especializadas para la administración del sector, siendo estas: la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

A partir del 01 de octubre de 2005 inició operación comercial XM S.A. ESP, una empresa del Grupo ISA especializada en la gestión y operación del sistema en tiempo real y la administración del mercado de energía mayorista.

En 2014 se tramitó la Ley 1715 que tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico.

Generalidades

El mercado eléctrico de Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y agentes:

- **Regulados:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la resolución 119 de 2007 y aquellas que la modifican y sustituyen.
- **No Regulados:** Persona natural o jurídica que demanda una cantidad de energía mensual superior a 55 MWh-mes o una que tiene una demanda pico de 0.1 MW. Estos usuarios tienen la libertad de negociar los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización.
- **Agentes:** Es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema eléctrico (generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Distribución

La actividad de distribución consiste en transportar la energía eléctrica por los Sistemas de Trasmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los SDL están conformados por el conjunto de redes, postes, transformadores, etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. La mayoría de SDL se conectan entre sí a través de los STR, los cuales interconectan diferentes regiones del país. Estos STR se conectan a otra red de mayor capacidad, llamada el Sistema de Transmisión Nacional (STN) que interconectan los grandes centros de generación de la electricidad. Actualmente existen 29 operadores de red en Colombia.

Comercialización

Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley. Actualmente, en Colombia, existen 139 empresas comercializadoras de energía.

Generación

A 2022, el 66.8 % de la capacidad instalada de generación del país estaba concentrada en el recurso hídrico. Esto causa una alta volatilidad de los precios de la energía que cotizan en bolsa, pues están sujetos a la variabilidad de las condiciones climáticas. El gas natural representa la segunda fuente de generación, con una capacidad del 30.5 %. Este recurso, aunque constituye una fuente fósil, tiene menores emisiones que otras de este tipo como el diésel o el carbón y se considera una fuente limpia.

Concepto	Hidráulica	Térmica	Otros	Solar	Eólica
Generación GWh-año	64,337.26	11,219.8	771.36	502.6	74.29

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Durante 2022, el SIN recibió del parque generador 76.9 TWh-año. El mayor aporte en la generación lo realizaron las centrales con fuentes renovables, con cerca del 85.41 % del total de la electricidad generada, es decir, 65.68 TWh-año. Asimismo, la generación de electricidad de las centrales menores y los cogeneradores fue de 5.79 TWh-año.

La matriz de generación en la vigencia 2022 presentó la siguiente composición:

Generación Renovable (GWh)	Generación No Renovable (GWh)	Generación total (GWh)	Crecimiento respecto al año anterior
65,685	11,219	73,933.55	4.02 %

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Las principales plantas de generación que representan el 50 % de la energía entregada a nivel nacional son:

Planta	Generación (GWh)	Participación (%)
San Carlos	7,942	10.33%
Sogamoso	5,579	7.25%
Porce III	4,969	6.46%
Guavio	4,499	5.85%
Chivor	4,154	5.40%
Guatapé	3,858	5.02%
TEBSA	3,021	3.93%
Pagua	2,895	3.76%
Guatron	2,872	3.73%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

De estas, la única térmica (a gas natural) es Tebsa, las demás operan por medio de energía hidráulica.

Por número de unidades de generación, tipo de tecnología y despacho, el sistema eléctrico colombiano posee:

Generador	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	30*
Plantas de generación térmica DC	40
Plantas de generación hidráulica NDC	120
Plantas de generación térmica NDC	9.00
Plantas de generación solar NDC	20
Plantas de generación eólica NDC	1.00
Plantas de cogeneración NDC	12
Plantas de autogeneración NDC	22
Embalses	24

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

* El 1 de diciembre ingresaron las unidades 1 y 2 de la planta de generación hidráulica Ituango, cada una con una capacidad de 290 MW para un total de 580 MW.

Transmisión

Colombia posee una red de transmisión que constituye el Sistema de Transmisión Nacional, el cual, por nivel de tensión tiene las siguientes longitudes:

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	11,938.92
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 – 230 kV	13,626.73
Transmisión 500 kV	3,588.14
Total SIN	29,169.29

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

El SIN colombiano se divide en 15 áreas eléctricas: Atlántico, Bolívar, GCM (Guajira-Cesar-Magdalena), Córdoba-Sucre, Antioquia-Chocó, Norte de Santander, Santander, Boyacá-Casanare, Meta-Guaviare, CQR (Caldas-Quindio-Risaralda), THC (Tolima-Huila-Caquetá), Bogotá- Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo.

Colombia está interconectada con Ecuador a través de las 4 líneas de transmisión Jamondino - Pomansqui 220kV y una línea de 138 kV denominada Panamericana - Tulcán; y también se conecta a Venezuela a través de los circuitos Cuestecitas - Cuatricentenario de 220 kV en el Norte del país y San Mateo - Corozo 220 kV en el Este.

Actualmente en el país existen 16 transmisores nacionales y 7 transmisores regionales.

Las empresas líderes dentro del sector de transmisión son Intercolombia (ISA), EPM, Transelca, GEB, Electricaribe, EPSA y Codensa. Intercolombia y Transelca se centran exclusivamente en la transmisión, mientras que EPM, GEB y EPSA están integradas verticalmente.

Dentro de la estructura de transmisión, el sistema cuenta con los siguientes equipos de transformación en alta tensión y compensación en media y alta tensión:

Nivel de Transformación	Capacidad de Transformación (MVA)
Transformación 110 kV	10,617.00
Transformación 115 kV	12,554.78
Transformación 138 kV	40.00
Transformación 220 kV	15,045.00
Transformación 230 kV	23,670.80
Transformación 500 kV	16,406.00
Total Transformación SIN	78,333.58

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Compensadores estáticos	Cantidad
Compensador estáticos SVC 500 kV	1
Compensador estáticos SVC 230 kV	1
Compensador estáticos SVC 34.5 kV	1
Total compensadores estáticos SIN	3

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Demanda de energía nacional

La demanda total de energía en Colombia según XM S.A. ESP en el año 2022 fue de 76.65 TWh-año y 74.12 GWh en 2021, lo que representa un crecimiento del 3.31 % y del 9.01 % con respecto al de 2020, año de la pandemia.

Año	Demanda GWh	Crecimiento
2012	59,370	3.79 %
2013	60,890	2.56 %
2014	63,571	4.40 %
2015	66,175	4.10 %
2016	66,319	0.22 %
2017	66,893	0.86 %
2018	69,127	3.34 %
2019	71,925	4.05 %
2020	70,422	-2.09 %
2021	74,117	5.25 %
2022	76,653	3.31%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Oferta Energética

La capacidad efectiva neta fue de 18,777.06 MW en diciembre de 2022, de los cuales el 92.5 % se despachó de forma centralizada y el 7.5 % no se despachó de forma centralizada (centrales de menos de 20MW). La composición de la capacidad de generación es 66.8 % hidroeléctrica, 30.5 % térmica, 1.5 % solar y 1 % cogeneración. La capacidad de generación neta efectiva por tamaño y tecnología se muestra a continuación:

Fuente de energía	2021 MW	2022 MW	Participación (%)	Variación 2022 vs. 2021
Recursos despachados Centralmente				
Hidráulicos	11,043.00	11,619.00	61.88%	5.22%
Térmicos	5,295.00	5,554.00	29.58%	4.89%
Gas	2,550.00	2,742.00	14.60%	7.53%
Carbón	1,626.00	1,632.00	8.69%	0.37%
Combustóleo	268.00	268.00	1.43%	0.00%
ACPM	807.00	861.00	4.59%	6.69%
Jet1	44.00	51.00	0.27%	15.91%
Recursos No despachados Centralmente				
Menores	1,229.67	1,412.56	7.52%	14.88%
Hidráulicos	901.79	930.15	4.95%	3.14%
Térmicos	173.24	184.33	0.98%	6.40%
Eólica	18.42	18.42	0.10%	0.00%
Solar	135.22	278.66	1.48%	106.08%
Cogeneradores	192.50	192.50	1.03%	0.00%
Total SIN	17,759.17	18,777.06	100%	5.73%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P.

Nota: Para el caso de las plantas no despachadas centralmente se excluyen Autogeneradores a pequeña escala (AGPE).

Durante el 2022 se observa que las plantas hidráulicas despachadas centralmente, fueron los recursos que aportaron la mayor parte a la expansión en capacidad instalada, dado el incremento de 576 MW. Además, se presentó un aumento de 143.44 MW correspondientes a generación Solar de plantas no despachadas centralmente. Se presentó un incremento de 752.79 MW en la CEN de plantas de fuentes de energía renovables y se presentó un incremento de 265.10 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía no renovables. Es de resaltar que el mayor incremento de CEN en porcentaje se presentó en la generación Solar con 106.08%.

3.3. ANÁLISIS DEL SECTOR GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Historia

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Aunque desde la década de los años 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la región de Guajira y que entró en funcionamiento en 1977.

Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el Cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2,000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales.

Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006.

Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.

El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo.

Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible.

En 2007, Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años.

Generalidades del mercado de gas durante 2022

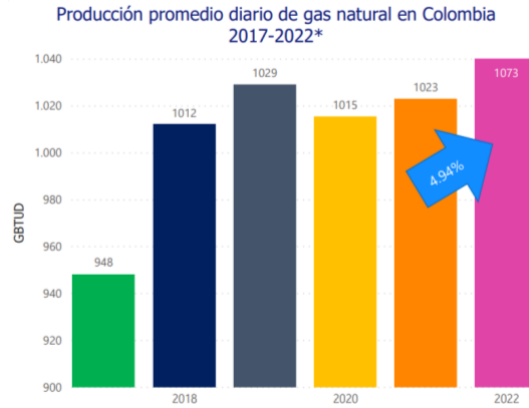
- La producción de gas natural durante 2022 aumentó 4.94% y se ubicó en 1,073 GBTUD.
- La energía inyectada al SNT en 2022 fue en promedio de 941 GBTUD y presentó un incremento de 3.6%.
- La demanda de gas natural tomada del SNT se ubicó en 924 GBTUD y aumentó 4.6% respecto a 2021. El consumo del sector térmico aumentó 1%, mientras el consumo de los sectores no térmicos aumentó 5.7%.
- La cantidad contratada en el mercado primario de suministro pasó de 1,267 a 1,347 GBTUD. Los contratos con interrupciones representaron el 20% de la contratación.
- Durante 2022, la cantidad registrada en subastas en el mercado primario de suministro con interrupciones fue de 188,652 MBTUD y en el mercado secundario de suministro con interrupciones fue de 5,722 MBTUD.
- En las subastas úselo o véndalo de corto plazo del mercado secundario de suministro la cantidad registrada en 2022 fue de 1,475 MBTUD.
- La cantidad registrada durante 2022 en el mercado secundario de transporte en subastas úselo o

véndalo de corto plazo por rutas fue de 613,030 KPCD y por tramos fue de 891,887.

- El indicador de liquidez Churn Rate del mercado colombiano es de 2.17

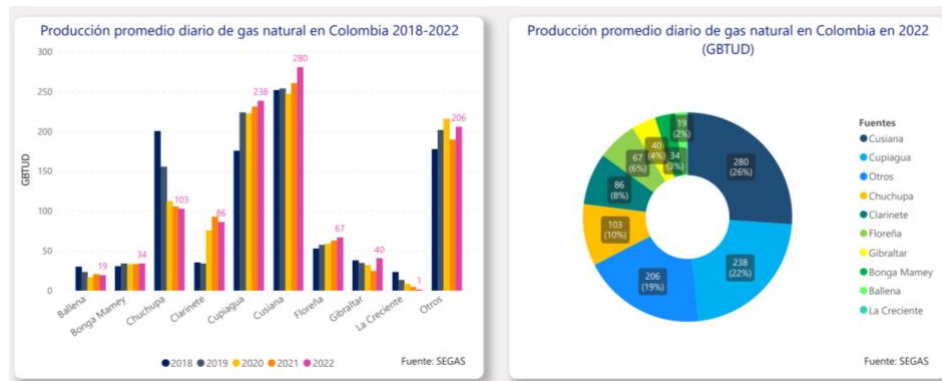
Oferta

Durante 2022 la producción de gas natural fue de 1,073 GBTUD y presentó un incremento de 4.94% respecto a 2021



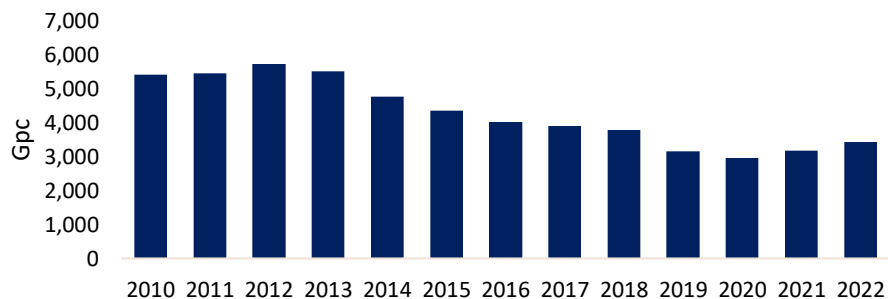
* Energía inyectada al SNT más energía producida por campos aislados, gasoductos dedicados y Gas Natural Comprimido.

Suministro por fuente



Las reservas probables de gas pasaron también de 9.4 años a 9.7 años y las posibles se incrementaron de 10.6 años en 2020 a 11.4 años en 2021. Este balance positivo también fue apoyado por un índice de reposición de 1.54 giga pie cúbico por cada giga pie cúbico producido.

Reservas probadas de gas natural en Colombia



Fuente: Ecopetrol

Organización del Sector Gas Natural

Generalidades

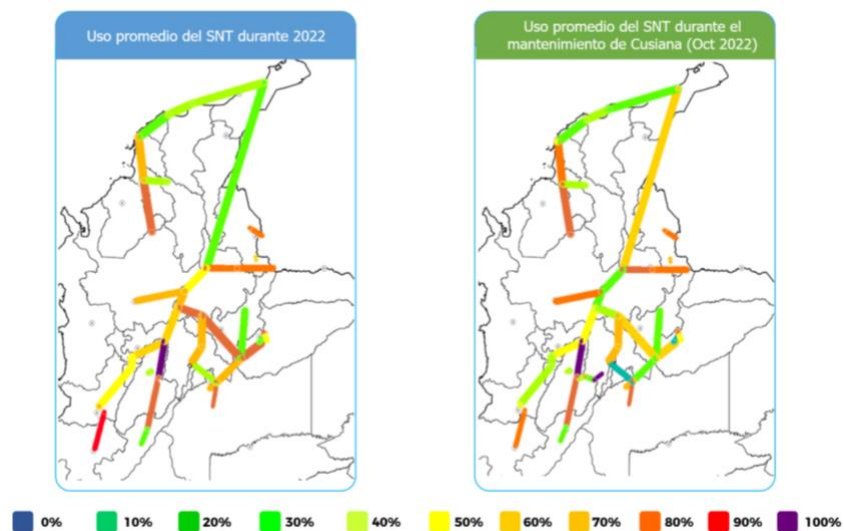
El mercado de gas en Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y los agentes:

- **Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es inferior o igual a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **No Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es superior a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **Agentes:** es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema de gas (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Distribución

En 2004 se realizó la última revisión del componente variable de la tarifa de distribución. Por su parte, en 2013, con la resolución 089 de la CREG se liberaron los precios en boca de pozo, y en ese mismo año se dio el recálculo tarifario de transporte. A partir de 2018 empezaron a aplicar los cargos transitorios en distribución, y están en curso por parte de la CREG la aprobación de los cargos definitivos, los cuales debieron ser actualizados desde 2009.

Uso del SNT



Abastecimiento

El Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 de octubre de 2020. El PAGN fue establecido mediante las proyecciones de demanda del combustible y actualizadas a junio de 2021 por la UPME en su documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural 2021-2035”. La demanda de gas se compara con el potencial de producción (oferta) de la declaratoria de producción 2021-2030, publicada por el MinMinas, y se efectúa un cruce oferta-demanda.

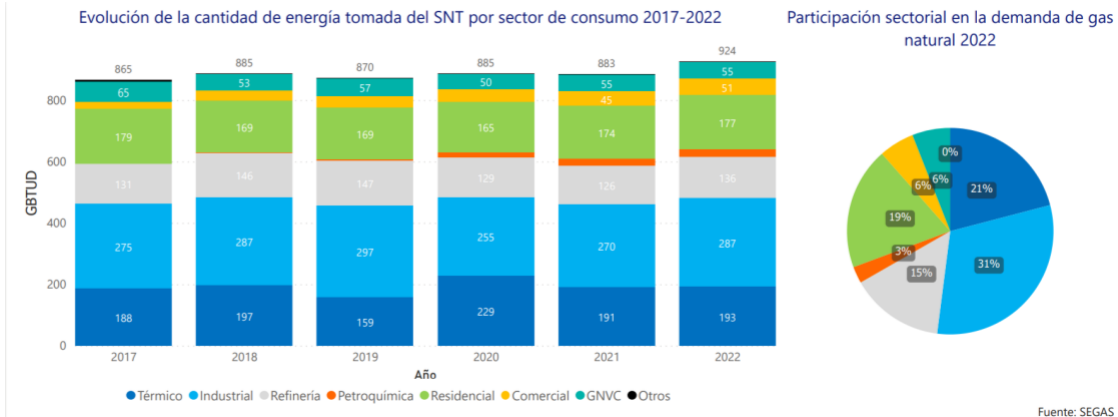
Transporte

En los últimos cinco años se agregaron 292 kilómetros a la red de gasoductos de transporte del país, alcanzando en 2020 un total de 7,749 kilómetros. Entre estos figuran el gasoducto Jobo-Majaguas con 85 km de tuberías, que, junto con la estación compresora Filadelfia, permitió la incorporación de nuevas reservas de gas natural de los campos del

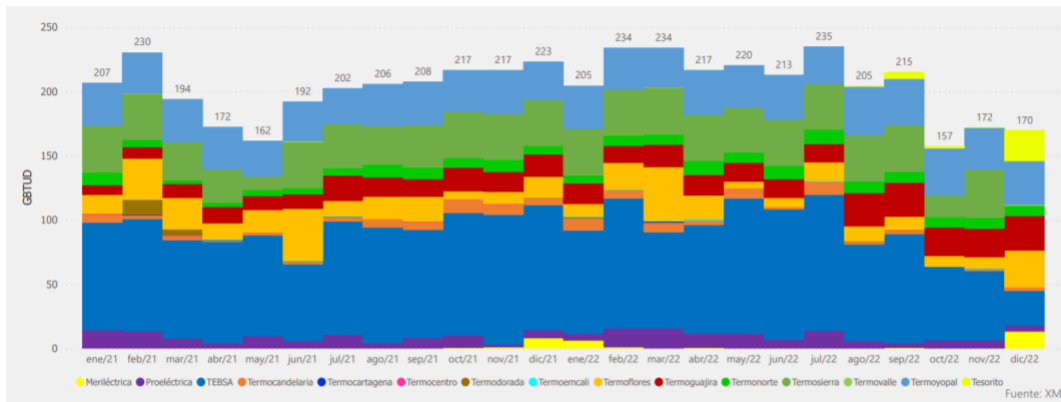
Valle Inferior del Magdalena; la construcción de dos gasoductos paralelos: Mamonal-Paiva y Paiva-Barranquilla, que se utilizan para llevar 50 Mpcd (Millones de pies cúbicos por día) de gas adicional a la capital del Atlántico.

Demanda de gas nacional

- La demanda de gas natural en 2022 aumentó 4.2% respecto a 2021.
- La demanda del sector térmico en 2022 se incrementó 1% respecto a 2021.
- La demanda de los sectores no térmicos en 2022 aumentó 5.2% respecto a 2021.



Consumo de gas por generadores



- Durante el 2022, el consumo promedio de las plantas de generación térmica fue de 206 GBTUD, registrándose durante el mes de julio el mayor consumo y en el último trimestre consumos inferiores a la media.
- Las plantas de generación térmica con mayor participación en la demanda de gas natural en 2022, fueron TEBSA y Termoguajira en la región Costa Caribe con 38% y 9% respectivamente; y Termoyopal y Termosierra en el interior con un 16% y 15%, respectivamente, en relación al total nacional.

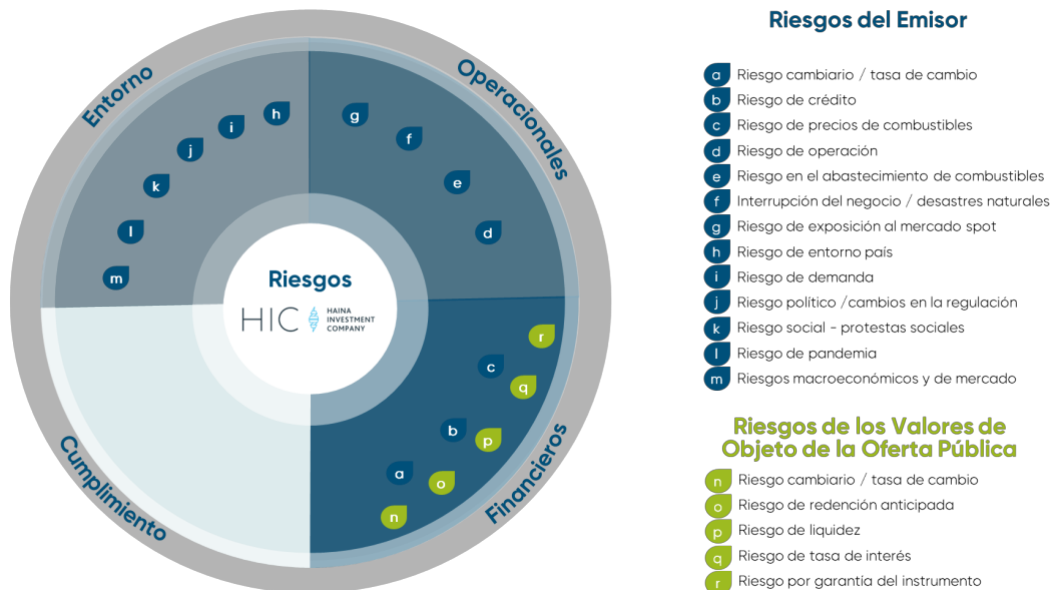
IV. ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS

Haina Investment Co. Ltd. actúa como casa matriz de un grupo de empresas propias del sector energético, siendo la administración de dichas entidades la fuente de ingresos de HIC. Dado lo anterior, el desempeño de las subsidiarias tiene efecto directo sobre los retornos que recibe HIC anualmente. Cada una de las subsidiarias opera de forma paralela e individual su negocio, manteniendo plataformas independientes para el manejo de su actividad comercial y productiva; de igual forma gestiona todos los mitigantes de riesgo de forma individual.

A raíz de que existe una fuerte correlación entre los ingresos de HIC y el desempeño de las subsidiarias, HIC se ve afectado por los riesgos que competen a cada una de estas entidades dedicadas a la generación de energía.

Al 31 marzo de 2023, HIC tuvo utilidades netas (preliminares) ascendentes a USD 12.4 millones. Adicionalmente, HIC fue calificada $_{DO}AA$ por Pacific Credit Rating (PCR) a enero de 2023 y A+ por Feller Rating a febrero de 2023.

A continuación, se presentan los riesgos, y cuyas medidas de mitigación se encuentran alineadas con la estrategia de la organización:



Riesgos Financieros

a. Riesgo cambiario / tasa de cambio

La moneda funcional de EGE Haina, subsidiaria de HIC en República Dominicana, es el dólar estadounidense (USD). Como resultado de las operaciones que realiza la Compañía en otras monedas distintas a la funcional, la misma está expuesta al riesgo por tipo de cambio cuando los valores de sus activos y pasivos están denominados en moneda extranjera (diferente a la funcional) y, por lo tanto, su valoración periódica depende del tipo de cambio de la moneda extranjera vigente en el mercado financiero, principalmente el peso dominicano (DOP) y el euro (EUR). El riesgo de tipo de cambio consiste en el reconocimiento de diferencias cambiarias en los ingresos y gastos de la Compañía, resultantes de variaciones en los tipos de cambio entre su moneda funcional y la respectiva moneda extranjera.

Para el caso de Termoyopal, subsidiaria de HIC en Colombia, ésta vende su energía eléctrica en pesos colombianos (COP) y el gas natural se compra en dólares estadounidenses (USD) a Ecopetrol, estatal petrolera colombiana. Un aumento significativo el precio del dólar, podría generar una disminución en la utilidad de Termoyopal. Se cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado, a saber: (i) Cobertura natural con la línea de negocio

de TYGas, aunque la moneda funcional de la compañía es pesos los productos se venden referenciados al dólar y/o dólar link en la fórmula del precio de venta. (ii) Forwards firmados por hasta el 50 % del contrato de gas marco de la compañía para el año 2022 y el 25 % para el año 2023. (iii) Credibilidad y cupos aprobados en el sector financiero colombiano, que le permitirá acceder a contratos de cobertura en dólares, con el objetivo de proteger a la compañía ante un incremento significativo en el aumento del dólar. (iv) Finalmente, se cuenta con cuentas de compensación en dólares en el exterior.

b. Riesgo de crédito

Representa el riesgo de que una de las contrapartes no cumpla con las obligaciones derivadas de un instrumento financiero o contrato de compraventa y esto se traduzca en una pérdida financiera. El riesgo de crédito surge principalmente de las cuentas de efectivo y equivalentes de efectivo, y de las cuentas por cobrar.

Desde el punto de vista de EGE Haina, los principales activos financieros que potencialmente exponen a la entidad a la concentración de riesgo crediticio consisten principalmente de cuentas por cobrar por las ventas de energía y potencia en el SENI. Los principales compradores son las compañías distribuidoras. A pesar de que estas cuentas muestran atrasos en sus pagos corrientes, EGE Haina no ha tenido historial de incobrabilidad con dichas entidades. Así mismo, la entidad mantiene contratos de Compraventa de Energía con importantes clientes industriales del país, los cuales mantienen al día sus cuentas por pagar.

Respecto a los riesgos del efectivo y equivalentes de efectivo, la máxima exposición de las subsidiarias a raíz de fallas de la contraparte sería el valor registrado de dichos activos. La calidad crediticia de los activos financieros es evaluada en función de los niveles de patrimonio y la calificación crediticia otorgada por organismos externos a las instituciones en donde se encuentran dichos activos financieros.

Para el caso de la subsidiaria en Colombia, la energía eléctrica se vende por contratos y en bolsa (spot), el pago de esta transacción se hace de acuerdo lo establecido en los contratos con los clientes. No obstante, lo anterior, puede existir la posibilidad que los clientes no hagan el pago de sus obligaciones por situaciones propias de su negocio. Para mitigar este riesgo, se cuenta con contratos de modalidad prepago, otros tienen garantías bancarias, y otros tienen garantía real, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento, adicionalmente un agente que incumpla quedará bloqueado en el sistema para efectuar transacciones en el Mercado de Energía Mayorista.

Los productos de la planta de secado de gas se venden por contrato, el pago de esta transacción se hace de acuerdo lo establecido en los contratos con los clientes; en caso de incumplimiento existen varios mitigantes, a saber: para los contratos de Gas Licuado de Petróleo, se cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de GLP.

La venta de disolventes para el sector de petróleo cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de disolvente. La venta de disolventes para el segmento de minoristas se hace de contado. Si el cliente no paga por adelantado, no se le permite retirar producto de la planta.

c. Riesgo de precios de combustibles

Las subsidiarias de HIC están expuestas al riesgo resultante de cambios en el costo de los combustibles, principalmente fuel oil y gas natural. Altos precios de combustibles pueden afectar negativamente los requerimientos de capital de trabajo de las subsidiarias de HIC, y por ende los retornos de HIC sobre estas entidades.

Desde el punto de vista de EGE Haina, la entidad está expuesta al riesgo resultante de la fluctuación del precio internacional de combustibles dado que la República Dominicana no es un productor de combustibles. Para la operación de la central Quisqueya 2, EGE Haina compra gas natural a AES Andrés bajo un acuerdo de suministro de largo plazo que entró en vigor en agosto de 2020. El gas natural se transporta a través del Gasoducto del Este desde la terminal de AES Andrés hasta la central Quisqueya 2. El precio está expresado en USD/MMBtu y está vinculado a

los precios del gas natural en Estados Unidos (NYMEX Henry Hub Index). EGE Haina compra el fuel oil utilizado para la generación de energía de suplidores internacionales a precios basados en índices internacionales más un cargo de transporte. En general, el costo de fuel oil para la Compañía se determina por referencia al índice publicado por Platts, que es el mismo utilizado en las fórmulas de indexación incluidas en los precios de los contratos de venta de energía. Adicionalmente, los precios de energía declarados para las transacciones en el mercado spot, incluyen las fluctuaciones de los precios de combustibles; por lo que, EGE Haina tiene una cobertura razonable contra estas variaciones.

EGE Haina también está expuesta al riesgo resultante de cambios en el costo del carbón. Actualmente adquiere el carbón necesario para la operación de su unidad Barahona de la mejor oferta existente en el mercado. El costo variable de esta planta ha resultado históricamente más económico que el precio marginal del sistema.

A nivel de Termoyopal, la empresa cuenta con dos (2) acuerdos; un contrato marco que cubre el 80 % del suministro hasta 2028 y el restante se encuentra en otro acuerdo que va hasta el 2023, el cual se encuentra en proceso de renovación. Dichos contratos fijan el precio del suministro de gas natural con Ecopetrol, proveedor único del gas y estatal petrolera colombiana. Una vez estos contratos expiren, se espera que estos se renueven bajo condiciones similares a las de los contratos actuales, de mercado, similares a las de los contratos actuales, tomando en cuenta que Termoyopal constituye el principal consumidor de gas de los yacimientos del área, los cuales no se encuentran interconectados a otros puntos de consumo vía gaseoductos.

Riesgos Operacionales

d. Riesgos de operación

Las operaciones de las subsidiarias de HIC están sujetas a diversos riesgos, incluyendo el riesgo de avería, falla o bajo rendimiento de los equipos, acciones de empleados, y daños de las plantas generadoras o desabastecimiento de combustible como resultados de eventos fortuitos o de fuerza mayor, tales como huracanes, terremotos y otros desastres naturales.

En el escenario de que las plantas generadoras de las subsidiarias de HIC no se encuentren disponibles para generar energía suficiente, éstas tendrían la posibilidad de comprar la energía en el mercado spot para fines de cumplir con sus obligaciones establecidas en los PPA. En el caso de la subsidiaria en Colombia, Termoyopal, por algún motivo no pueda despachar el negocio de generación, también se afectaría el negocio de secado de gas, dado que éste no puede operar sin que el negocio de generación esté operando.

En el caso de EGE Haina, la entidad tiene PPA's que incluyen el compromiso de suministrar energía; por lo que podría verse expuesta a acceder al mercado spot a comprar energía a un precio por encima del precio establecido bajo sus PPA's; lo que podría provocar una substancial reducción en los márgenes del de EGE Haina, lo que tendría un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones. En el caso de Termoyopal, para 2022 se cuenta con un nivel de contratación del 90 % lo cual, si se interrumpe o disminuye la generación por debajo de este 90 %, la subsidiaria se vería en la obligación de comprar energía en el mercado spot para cubrir sus obligaciones.

A nivel de Termoyopal, el riesgo se puede manifestar como fallas en las unidades de generación y/o Planta de Secado de Gas, sistemas auxiliares que interrumpen la operación normal del negocio. Ante el anterior escenario, se cuentan con las siguientes medidas de mitigación, a saber: Contrato de leasing con General Electric, en el cual está estipulado los tiempos de respuesta para la solución de las fallas en las turbinas de las Unidades 3, 4 y 5. En segunda instancia, procedimiento de compra de energía en la bolsa, con el objetivo de no afectar los compromisos con los clientes; cláusulas de eventos eximentes ante los clientes; el Plan Anual de Mantenimiento con actividades de intervención preventivas, detectivas, predictivas y correctivas; y, por último, el plan de continuidad del negocio de Termoyopal.

Este riesgo se interconecta de manera importante con el riesgo enunciado en el literal "f", desarrollado más adelante.

e. Riesgo en el abastecimiento de combustibles

HIC presenta riesgo en el abastecimiento de combustibles, en el caso de su subsidiaria EGE Haina dado que se encuentra operando en una zona del Caribe, la cual es afectada por fenómenos climáticos que eventualmente pueden ser severos, la misma está expuesta a que las embarcaciones que transportan combustible hacia la isla se vean impedidas de zarpar oportunamente desde los puertos de origen, o bien no pueden efectuar la descarga en las fechas previstas. Igualmente, EGE Haina se encuentra expuesta al comportamiento del mercado de combustibles, tanto a la fluctuación en precios mencionada en el riesgo del literal “c”, como a la oferta y disponibilidad de estos commodities en el mercado.

Para la subsidiaria en Colombia este riesgo se podría suscitar si por algún motivo el proveedor único, Ecopetrol presentase una imposibilidad para despachar el gas desde pozo. La anterior situación afectaría también el negocio de Gas y se interconecta con el riesgo del literal “f”. Este riesgo se mitiga a través de la compra de energía mercado spot para cubrir obligaciones y para el negocio de secado de gas se declararía evento eximente o de fuerza mayor o caso fortuito, con lo cual no estaría obligada la subsidiaria a continuar operando.

f. Interrupción del negocio / desastres naturales

Las obras de infraestructura (plantas generadoras) de las subsidiarias de HIC se construyen bajo los estándares y normas que le permiten soportar estas fuerzas naturales. No obstante, un desastre natural como un huracán de cierta magnitud, terremoto u otras circunstancias mayores podrían afectar sus activos físicos o causar una interrupción en su capacidad de entregar energía eléctrica. A estos fines las subsidiarias de HIC refuerzan constantemente su marco de “Gestión de Continuidad del Negocio” según las mejores prácticas y estándares internacionales. Además de lo anterior, las subsidiarias tienen pólizas de seguro adecuadas para cubrir las pérdidas de propiedad e interrupción del negocio que pudiesen causar tales eventos.

g. Riesgo de exposición al mercado spot

Si bien es cierto que las subsidiarias de HIC mantienen altos niveles de contratación de su energía y potencia a futuro, existe el riesgo de que los contratos que vencen previo al vencimiento de los Bonos Corporativos no sean renovados o reemplazados, lo cual incrementaría la exposición al Mercado Spot y la volatilidad en la generación de flujos de HIC para el repago de las obligaciones. Las subsidiarias de HIC cuentan tanto con activos competitivos en sus respectivos mercados, así como con equipos comerciales altamente experimentados. Éstos últimos se encuentran en constante interacción con el mercado en búsqueda de nuevos contratos, así como proactivamente renovando aquellos existentes, siempre buscando optimizar la generación de los activos existentes.

Riesgos de Entorno

h. Riesgo de entorno país

Las subsidiarias de HIC dependen en cierta medida de las condiciones económicas de la República Dominicana y de Colombia. Si estas condiciones se deterioran, la posición financiera o los resultados de las operaciones de las subsidiarias podrían verse afectados. En el caso de la República Dominicana, se ha evidenciado durante los últimos años una estabilidad macroeconómica que le ha permitido la colocación de deuda en los mercados internacionales de largo plazo y en condiciones muy favorables. Estas emisiones soberanas han recibido alta aceptación de los inversionistas globales y han demostrado que existe una gran confianza en el desempeño financiero de la nación.

Para el caso de Colombia, la pandemia representó una importante contracción de la economía. Lo anterior se suma al hecho de que en el 2022 se llevaron a cabo las elecciones presidenciales, circunstancia que puede generar un rezago en la recuperación económica dependiendo de las medidas que tome el nuevo gobierno. El plan de desarrollo del país se aprueba en el 2023, lo que podría conllevar cambios estructurales de la economía colombiana.

La situación global de inflación y las medidas que los distintos gobiernos están tomando para controlarla junto a los elementos exacerbantes como la guerra Ucrania-Rusia iniciada el 24 de febrero de 2022, pudieran afectar la economía global y afectar negativamente las economías y los mercados financieros Latinoamericanos incluyendo a República Dominicana y Colombia.

Cualquier efecto adverso en la economía de ambos países podría afectar la capacidad o voluntad del gobierno de continuar realizando pagos de subsidios a las empresas de distribución, lo que a su vez podría afectar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de las subsidiarias de HIC. Además, cualquier efecto adverso en las economías dominicana o colombiana también podría tener un efecto negativo en los Usuarios No Regulados (UNR) y su capacidad para comprar electricidad y/o realizar pagos oportunos a las subsidiarias de HIC. Cualquiera y/o ambos de estos escenarios podrían afectar significativamente la capacidad de HIC para cumplir con sus obligaciones en virtud de los Bonos.

i. Riesgo de demanda

Las ventas de las subsidiarias de HIC dependen en parte de la demanda agregada de los sistemas interconectados propios de cada país en los que operan (República Dominicana y Colombia), y la demanda de sus clientes contratados, por lo que fluctuaciones en la demanda de energía producen variaciones positivas o negativas en las cantidades vendidas. Si por algún motivo se deterioran las condiciones que influyen la demanda agregada de energía de los países de las subsidiarias de HIC, se podría comprometer la capacidad de HIC para satisfacer sus obligaciones en virtud de los Bonos. Este riesgo se influencia de manera importante por el riesgo en el literal “g”, especialmente en las condiciones macroeconómicas de los países en donde operan las subsidiarias de HIC.

j. Riesgo político / cambios en la regulación

Los sectores de energía y combustibles son sectores altamente regulados. Existe el riesgo de que cambios regulatorios, legislativos o jurisprudenciales en las jurisdicciones en donde opera HIC y sus subsidiarias afecten negativamente las operaciones, la capacidad de comercialización de energía, potencia y combustibles y el flujo de caja de éstas.

Para la subsidiaria de HIC en Colombia, con el relevo presidencial reciente, puede darse la posibilidad de que este nuevo gobierno haga cambios en la regulación que afecten la operación normal del negocio. Estos cambios se podrían presentar en los siguientes frentes: 1) remuneración del Cargo por Confiabilidad asignado y/o la forma de participar en nuevas asignaciones; 2) exigencia de nuevos requisitos en materia ambiental; 3) posibilidad de acceder a nuevos contratos de suministro de gas; y 4) Reformas tributarias. Las situaciones anteriormente descritas se podrían presentar en el año 2023, período en el cual se debe aprobar por el Congreso de la República el Plan Nacional de Desarrollo, documento que orienta la política económica y social de los cuatro años de gobierno.

Para la subsidiaria en Colombia, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado:

- Participación en la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG), escenario en donde se defienden las iniciativas gremiales.
- Contratos de Cargo por Confiabilidad.
- Contratos de suministro de gas.

k. Riesgo Social – protestas sociales

Para el caso de Termoyopal, este riesgo se puede manifestar en forma de bloqueos de carreteras nacionales o secundarias, impidiendo que los vehículos de los clientes de GLP y/o Disolvente no puedan recoger producto en la Planta de Secado de Gas, disminuyéndose los ingresos de la compañía. Para lo anterior, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado: 1) relacionamiento directo, excelentes canales de comunicación y acuerdos con la comunidad del área de influencia para el normal tránsito de los vehículos que recogen el producto en la PSG; 2) programa de Responsabilidad Social; y 3) participación en las mesas consultivas de las autoridades locales y regionales.

I. Riesgo de pandemia

Una pandemia de magnitud mayor podría afectar las operaciones y la economía de un país, no obstante, el sector de generación de energía es más resiliente que otras industrias. En efecto las Subsidiarias han permanecido operando durante el escenario global de pandemia de COVID-19 sufriendo un servicio esencial a la economía constituyéndose así en una infraestructura crítica. Ante un evento de pandemia, uno de los principales impactos para el sector de generación de energía podría verse en la variación de la demanda de energía comercial versus demanda de energía residencial. Adicionalmente, los compradores de energía podrían verse afectados en el corto plazo en su capacidad financiera para hacer frente a sus obligaciones, lo cual podría a su vez afectar las cuentas por cobrar de las empresas del sector generación. Otro efecto que se pudiese materializar es la interrupción de las cadenas de suministro, los costos de transporte y la disponibilidad de ciertos insumos básicos; para lo cual las Subsidiarias de HIC cuentan con políticas de inventario que permiten mitigar parcialmente este riesgo.

m. Riesgos macroeconómicos y de mercado

Factores de riesgo relacionados a la inflación, las tasas de interés, tasas de cambio y disponibilidad de moneda extranjera, los niveles de liquidez disponibles, entre otras, puedan afectar la operatividad de HIC y sus subsidiarias, su capacidad de generar flujos de caja y su capacidad de cumplir con sus compromisos financieros.

V. OTROS FACTORES IMPORTANTES

Nada material que mencionar.

Miguel Baquero
En calidad de Ejecutivo Principal de Finanzas de
Haina Investment Co., Ltd.

Fecha: 10/mayo/2023

Haina Investment Company, Ltd. ("HIC") da fe y testimonio de que las informaciones expresadas en este documento son íntegras, veraces y oportunas; por tanto, es responsable frente a los inversionistas y al público en general por cualquier inexactitud y omisión en su contenido.

El depósito de esta evaluación en el Registro del Mercado de Valores a cargo de la Superintendencia del Mercado de Valores no implica una certificación sobre las informaciones contenidas en la misma, o en su defecto que ésta recomiende el Emisor o sus valores u opine favorablemente sobre la calidad de las inversiones.



